

**АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ОАО
«ОШЭЛЕКТРО»**

Шведов Галактион Владимирович, к.т.н., доцент, Национальный исследовательский университет «МЭИ», Россия, 111250, г.Москва, ул. Красноказарменная 17. Тел: +7(905)-597-00-03, e-mail: shvedovgv@mpei.ru, код: orcid.org/0000-0002-2308-672X

Маматеминов Талантбек Белекович, магистр, Национальный исследовательский университет «МЭИ», Россия, 111250, г.Москва, ул. Красноказарменная 17. Тел: +(996)708-101-044, e-mail: 545692k_u@mail.ru, код: orcid.org/0000-0003-3114-8860

Аннотация. В данной статье на примере пяти фидеров, отходящих от одного центра питания, описывается моделирование, расчет и анализ технических потерь электроэнергии в сельских распределительных электрических сетях 6-10 кВ с.Отуздыр Карасуйкого района Ошской области Кыргызстана. На основе анализа разрабатываются мероприятия по снижению потерь электроэнергии.

Ключевые слова: потери электроэнергии, энергоэффективность, метод средних нагрузок, мероприятия по снижению потерь, трансформаторы из аморфной стали.

ANALYSIS OF LOSS OF ELECTRICITY IN ELECTRIC NETWORKS OJSC "OSHELECTRO"

Shvedov Galaktion Vladimirovich, Ph.D., Associate Professor, National Research University "MPEI", Russia, 111250, Moscow, ul. Krasnokozarnennaya 17. Phone: +7 (905) -597-00-03, e-mail: shvedovgv@mpei.ru, code: orcid.org/0000-0002-2308-672X

Mamateminov Talantbek Belekovich, Ph.D. student, R National Research University "MPEI", Russia, 111250, Moscow, ul. Krasnokozarnennaya 17. Phone: +7 (985) -783-48-36, e-mail: 545692k_u@mail.ru, code: ORCID /0000-0003-3114-8860

Annotation. In this article, on the example of five feeders outgoing from one centre of power, describes the modeling, calculation and analysis of technical energy losses in rural distribution networks of 6-10 kV S. Otuzadyr Karasunogoh district of Osh region of Kyrgyzstan. On the basis of the analysis, measures to reduce energy losses are developed.

Key words: energy losses, energy efficiency, medium load method, loss reduction measure, amorphous steel transformers.

Введение. Фактическая величина потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях Республики Кыргызстан в настоящее время существенно превышает максимально допустимые значения, не смотря на то, что в период с 2005 г. по 2015 г. в ОАО «Северэлектро», «Жалалабатэлектро», «Ошэлектро», «Востокэлектро» потери электроэнергии снизились с 34% до 15% [1]. Это связано с изношенностью электрических сетей; неоптимальными режимами работы; недостаточной компенсацией реактивной мощности; высокой неравномерностью графиков электрических нагрузок; неэффективностью систем учета электроэнергии; отсутствием нормативно-правовых актов и программ по снижению потерь электроэнергии.

Однако в Республике Кыргызстан не структурируют потери электроэнергии по классам напряжения, определяя фактические потери электроэнергии в электрических сетях 0,4–35 кВ в целом. Это делает невозможным полноценный анализ потерь электроэнергии.

Целью данной работы является расчет и анализ технических потерь электроэнергии в сельских распределительных электрических сетях 10 кВ ОАО «ОшЭлектро» и разработка мероприятий по их снижению.

В качестве объекта исследования были выбраны пять фидеров 10 кВ, которые отходят от подстанции 35/10 кВ Отуздыр (5 фидеров) РЭС Карасуу ОАО «ОшЭлектро». Суммарная протяженность линии электропередачи составила 31,23 км, причем все линии электропередачи выполнены в воздушном исполнении, суммарная мощность трансформаторов составила 13594 кВА, в том числе на балансе сетевой организации 8702 кВА[9].

Метод расчета потерь электроэнергии. Моделирование, расчет и анализ потерь электроэнергии выполнялся в программе РАП-10-ст. Программа РАП-10-ст предназначена для расчета и анализа потерь электроэнергии и режимов напряжения в разомкнутых

электрических сетях напряжением 6-20 и 0,4 кВ [2].

Учитывая имеющийся объем информации для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях РЭС «Карасуу» ОАО «ОшЭлектро», наиболее приемлемым методом расчета потерь электроэнергии является метод средних нагрузок [3].

Согласно данному методу по известному отпуску электроэнергии вычисляют среднюю нагрузку в узлах сети:

$$P_{cp} = \frac{W}{T} \quad (1)$$

где W - переданная энергия за расчетный интервал времени T .

В результате расчета установившегося режима работы сети определяют потери активной мощности в сети при средних за расчетный интервал нагрузках узлов:

$$\Delta P_{cp} = \frac{P_{cp}^2}{U^2 \cdot (\cos \varphi_{cp})^2} R$$

где U - номинальное напряжение электрической сети; $\cos \varphi$ - коэффициент мощности сети; R - активное сопротивление сети.

Выражение для расчета потерь электроэнергии методом средних нагрузок за расчетный интервал T запишется как [3]

$$\Delta W_n = k_n k_k \Delta P_{cp} T k_\phi^2 \quad (3)$$

где k_ϕ^2 - коэффициент формы графика нагрузки за расчетный период; k_n – коэффициент, учитывающий влияние потерь в арматуре ВЛ (поддерживающие зажимы, гасители вибрации, дистанционные распорки) и принимаемый равным 1,02 для линий напряжением 110 кВ и выше и равным 1,0 для линий более низких напряжений; k_k – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки различных ветвей сети и принимается равным 0,99.

Как правило, расчетный интервал принимают равным одному месяцу, а потери электроэнергии за год рассчитывают как сумма 12 значений, вычисленных для каждого месяца в году.

Коэффициент формы графика нагрузки за расчетный интервал равный одному месяцу определяется через значения коэффициента формы суточного графика $k_{\phi.c}^2$ и коэффициента формы месячного графика $k_{\phi.м}^2$:

$$k_\phi^2 = k_{\phi.c}^2 \cdot k_{\phi.м}^2 \quad (4).$$

В свою очередь:

$$k_{\phi.c}^2 = \sum_i \frac{P_i^2 \cdot \Delta t_i}{P_{cp}^2 \cdot T} \quad (5);$$

$$k_{\phi.м}^2 = \frac{(D_p + k_w D_{np}) D_M}{(D_p + k_w D_{np})^2} \quad (6),$$

где D_{np} , D_p - число рабочих и нерабочих дней в месяце; k_w - отношение значений энергии, потребляемой в средний нерабочий и средний рабочий дни.

Исходные данные для расчета потерь электроэнергии. На начальном этапе исследования для расчета и анализа потерь электроэнергии были известны следующие исходные данные: схемы электрических сетей фидеров 10 кВ; ежемесячный отпуск электроэнергии на головных участках фидеров; суточные графики за режимные дни, измеренные на головных участках фидеров; технические параметры трансформаторов и линий электропередачи (протяженность, сечение и марка проводов линий электропередачи; марка и мощность трансформаторов и т. д.).

Для применения метода средних нагрузок в программном комплексе РАП-10ст отсутствовали такие исходные данные как относительное потребление в выходные дни (зная которое можно будет определить коэффициент формы графика за расчетный период) и коэффициент мощности ($\cos\varphi$). Для определения недостающих исходных данных были проведены измерения режимных параметров: тока, напряжения и потребляемой электроэнергии в будни и в выходные дни.

На рис. 1. в качестве примера представлена схема одного из исследуемых фидеров. В таблице 1 приведен помесичный отпуск электроэнергии на головных участках рассматриваемых фидеров.

Таблица 1. Отпуск электроэнергии, кВт*ч

Месяц	Фидер				
	Телочник	Птиц.фабр	Рабкооп	Фрукт.хр	Свин.фер
январь	677400	230400	369400	391200	424400
февраль	626700	219600	338400	364900	371600
март	621600	231800	311000	335300	346800
апрель	418200	142200	201000	202700	226400
май	276600	92200	140000	138000	164400
июнь	258600	84000	130600	130700	150400
июль	263400	65000	128800	126700	153400
август	269400	86400	129800	126100	160000
сентябрь	282300	93880	132060	127030	162300
октябрь	458000	163680	218420	203650	264220
ноябрь	557730	197800	291700	262450	333180
декабрь	594600	247080	407280	405890	422440
2017 год	5304530	1854040	2798460	2814620	3179540

Для использования метода средних нагрузок необходимо было вычислить следующие коэффициенты (интегрирующие множители):

1. Относительное потребление выходного дня. На основе проведенных измерений потребляемой энергии на вводе в трансформаторы получено, что среднее значение относительного потребления выходного дня составило:

$$k_w = 0,89.$$

2. Коэффициент формы графика нагрузки. Коэффициент формы графика состоит из коэффициента формы суточного графика $k_{\phi.c}^2$ и коэффициента формы месячного графика $k_{\phi.м}^2$. Коэффициент формы суточного графика нагрузки был рассчитан для каждого фидера за два режимные дни, 20.12.2017г и 21.06.2017г. А коэффициент формы месячного графика соответственно был рассчитан за каждый месяц.

В качестве примера покажем расчет коэффициента формы графика нагрузки на головном участке фидера 10 кВ «Телочник» за зимний режимный день 20.12.2017 г..

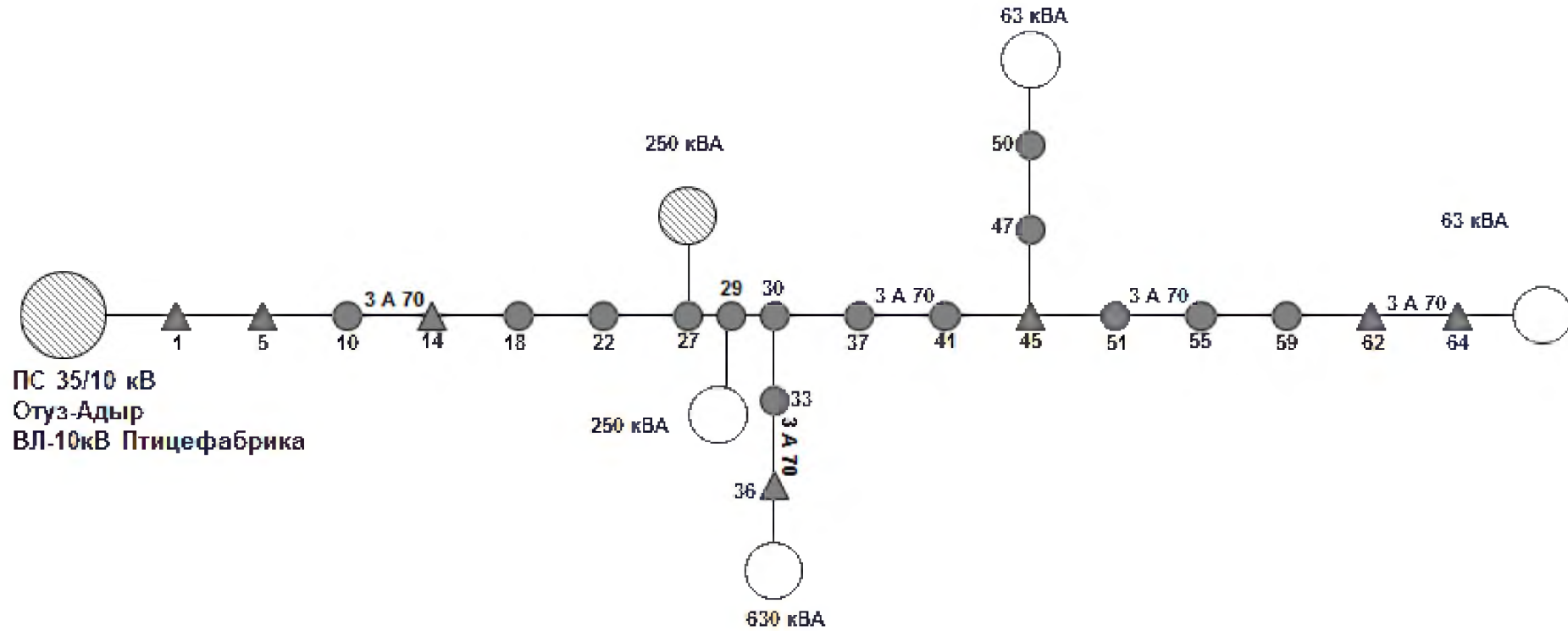


Рис 1. Схема электрической сети фидера 10 кВ «Птицефабрика»

На основе параметров суточного графика (на рис. 2 в качестве примера приведен суточный график фидера «Телочник» за режимный день 20.12.2017 г.) вычисляется коэффициент формы суточного графика по формуле (5):

$$k_{\phi.c}^2 = \sum_i \frac{P_i^2 \cdot \Delta t_i}{P_{cp}^2 \cdot T} = \frac{4785,642 \cdot 10^3}{441,75^2 \cdot 24} = 1,021$$

Значения $k_{\phi.c}^2$ для всех рассматриваемых фидеров за два режимных дня в году сведены в таблицу 2.

Таблица 2. Значения $k_{\phi.c}^2$ за режимные дни

Режимный день	Фидер				
	Телочник	Птиц.фабр	Рабкооп	Фрукт.хр	Свин.фер
20.12.2017	1,021	1,023	1,028	1,024	1,032
21.06.2017	1,175	1,076	1,111	1,091	1,125



Рис. 2. Суточный график за режимный день 20.12.2017 фидера «Телочник»

Коэффициент формы месячного графика для декабря месяца по формуле (6):

$$k_{\phi.m}^2 = \frac{(D_p + k_w D_{np}) D_M}{(D_p + k_w D_{np})^2} = \frac{(21 + 0,89^2 \cdot 10) \cdot 31}{(21 + 0,89 \cdot 10)^2} = 1,002.$$

Результаты расчетов для других месяцев сведены в таблицу 3.

Таблица 3. Значения $k_{\phi.m}^2$

Параметр	Месяц											
	январь	февр	март	апр	май	июнь	июль	авг	сент	окт	нояб	дек
D_M	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
D_H	9	8	8	10	8	8	10	8	9	9	8	10
D_p	22	20	23	20	23	22	21	23	21	22	22	21
$k_{\phi.m}^2$	1,003	1,003	1,002	1,003	1,002	1,003	1,003	1,002	1,003	1,003	1,003	1,003

Коэффициент формы графика нагрузки за декабрь месяц по формуле (4):

$$k_{\phi}^2 = k_{\phi,c}^2 \cdot k_{\phi,m}^2 = 1,021 \cdot 1,002 = 1,025.$$

Результаты расчета коэффициента формы за месяц сведены в таблицу 4.

Таблица 4. Значения k_{ϕ}^2

Фидер	Месяц											
	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Телочн	1,024	1,024	1,024	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178	1,024	1,024	1,024
Птиц.фа	1,026	1,026	1,026	1,079	1,079	1,079	1,079	1,079	1,079	1,026	1,026	1,026
Рабкооп	1,031	1,031	1,031	1,114	1,114	1,114	1,114	1,114	1,114	1,031	1,031	1,031
Фрукт.х	1,027	1,027	1,027	1,094	1,094	1,094	1,094	1,094	1,094	1,027	1,027	1,027
Свин.ф	1,035	1,035	1,035	1,128	1,128	1,128	1,128	1,128	1,128	1,035	1,035	1,035

3. Коэффициент мощности ($\cos\phi$). В связи с отсутствием данных о $\cos\phi$ в рассматриваемых электрических сетях, для вычисления $\cos\phi$ были измерены на стороне низшего напряжения подстанции 110/35/10 «Отузадыр»:

- потребленная электроэнергия $W = 7400$ кВт·ч за интервал времени $T = 4$ часа;
- ток, среднее значение которого составило 117 А;
- напряжение, среднее значение которого составило 9,95 кВ.

Тогда:

$$\cos\phi = \frac{P_{cp}}{S_{cp}} = \frac{W/T}{\sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot I_{cp}} = \frac{7400/4}{\sqrt{3} \cdot 9,95 \cdot 117} = 0,91$$

Результаты расчета потерь электроэнергии. В таблице 5 приведены результаты расчетов потерь электроэнергии методом средних нагрузок в программе РАП-10-ст при использовании точного (напрямую рассчитанного по графику нагрузки) значения k_{ϕ}^2 . Как видно из таблицы 5, годовые технические потери электроэнергии в рассматриваемых электрических сетях составили 374,260 тыс кВт·ч или 2,35% от отпуска электроэнергии.

Условно-постоянные потери (потери, не зависящие от величины передаваемой мощности (нагрузки)) в структуре технических потерь составляют 62%, нагрузочные потери (потери, зависящие от величины передаваемой мощности (нагрузки)) – 38% (табл. 5, рис. 3). При этом основную долю потерь в трансформаторах составляют потери холостого хода – 90%, а нагрузочные потери – всего 10%[5].

Таблица 5. Технические потери в рассматриваемых фидерах за 2017 год

Расчетный период: год 2017 г.										
РЭС	Отпуск ээ, тыс.кВтч	Потери электроэн, тыс.кВтч				Потери электроэнергии, %			Превышение экономич. нормы	
		нагрузочные		х. хода		Нагру- зочные	холос- того хода	сум- мар- ные	по потерям, %	
		в линиях	в тр-рах	в тр-рах	суммар- ные				нагру- зочным	холостого хода
Телочник	5304,530	71,748	6,400	53,310	131,458	1,47	1,00	2,48		150,00
Свиноферма	3179,540	21,072	4,040	86,270	111,382	0,79	2,71	3,50		530,00
Рабкооп	2798,460	13,182	8,603	46,893	68,678	0,78	1,68	2,45		300,00
Фруктохранилище	2814,620	9,332	5,862	36,724	51,918	0,54	1,30	1,84		300,00
Птицефабрика	1854,040	2,913	1,098	6,813	10,824	0,22	0,37	0,58		
Всего по 10 кВ	15951,190	118,247	26,003	230,010	374,260	0,90	1,44	2,35		

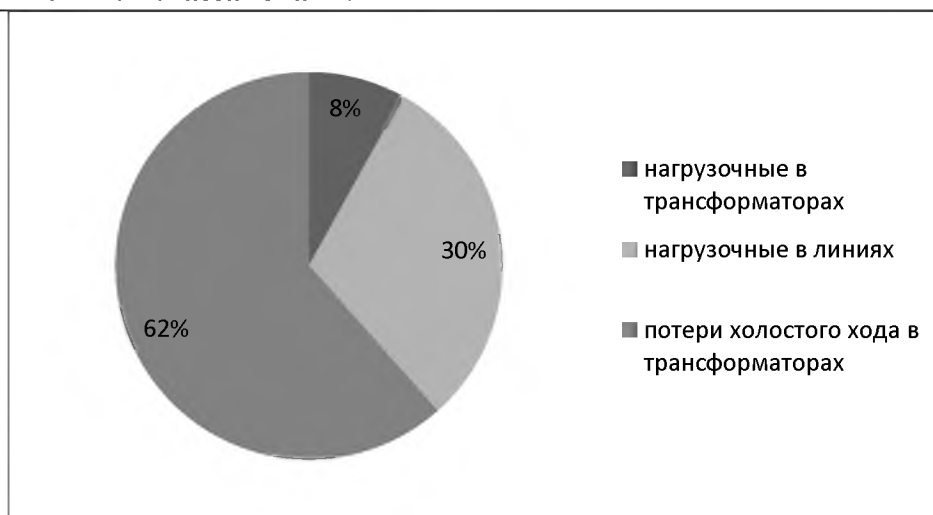


Рис 3. Структура технических потерь

Как следует из табл. 5 практически во всех фидерах потери холостого хода трансформаторов завышены в 1,5–5,3 раза, т.е. большинство трансформаторов в среднем за год существенно недогружены. Для выявления причин высокого уровня потерь холостого хода на рис. 4 показано изменение технических потерь электроэнергии в разрезе 2017 г. На рис. 5 приведено соотношение нагрузочных и условно-постоянных потерь электроэнергии по месяцам за 2017 г.

Как видно на вышеприведенных таблицах и рисунках, потери электроэнергии за исключение потерь холостого хода в трансформаторах в принципе лежат в пределах допустимых значений.

На рис. 4 и рис. 5 очень хорошо видно как уровень загрузки трансформаторов в летний период стремительно снижается что приведет к увеличению потерь холостого хода. Максимальная энергоэффективность трансформаторов при такой нагрузке может быть обеспечена только в случае значительного снижения потерь холостого хода.

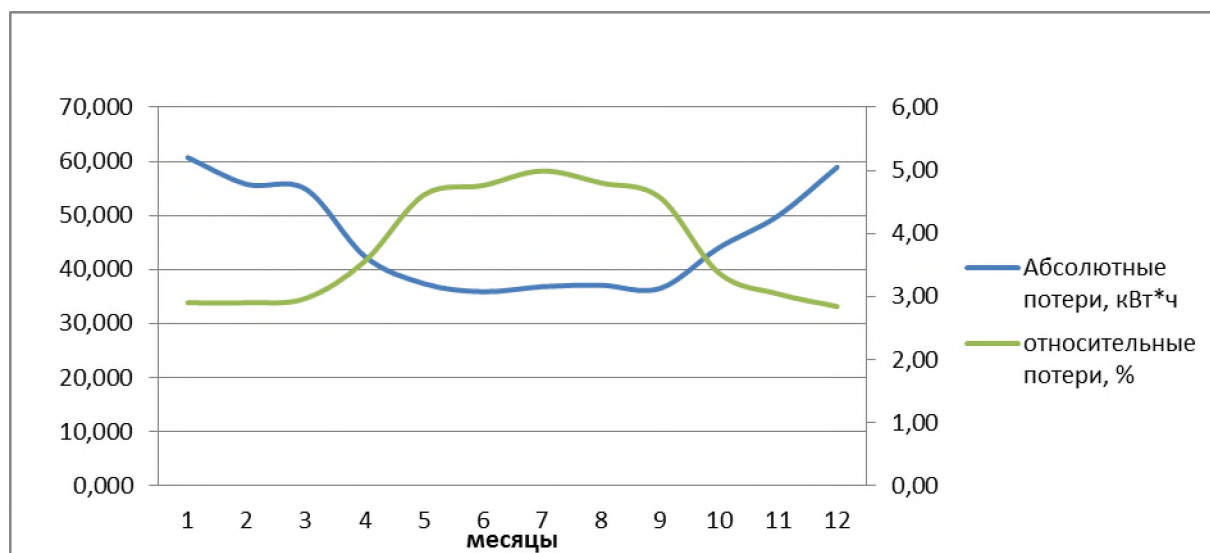


Рис. 4. Динамика потерь электроэнергии в исследуемых электрических сетях

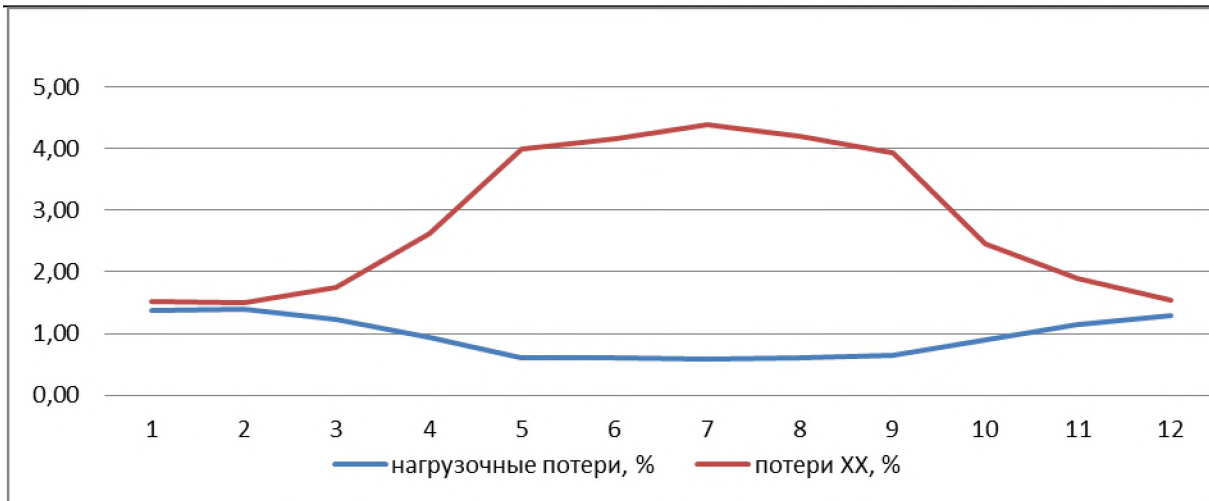


Рис. 5. Соотношение потерь холостого хода и нагрузочных потерь электроэнергии в исследуемых электрических сетях по месяцам за 2017 г.

Из рис. 4 и 5 очень хорошо видно как уровень загрузки трансформаторов в летний период стремительно снижается, что приводит к существенному увеличению потерь холостого хода.

Анализ структуры нагрузки рассматриваемых фидеров показал, что 90 % потребителей составляет бытовая нагрузка (население). Это объясняет относительную равномерность электропотребления в течение недели (относительное потребление в выходные дни по отношению к рабочим дням по результатам измерений составляет 0,89) и большую неравномерность в годовом разрезе (как следует из рис. 4 и 5 электропотребление в летний период снижается, в зимней увеличивается) из-за большого влияния температуры окружающей среды и продолжительности светового дня на электропотребление в домохозяйствах [4].

Мероприятия по снижению потерь электроэнергии.

Повышение энергоэффективности сетевой компании при такой низкой загрузке трансформаторов может быть обеспечена только в случае значительного снижения потерь холостого хода. Поэтому можно предложить следующие мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях ОАО ОшЭлектро:

- ✓ перемещение трансформаторов с одних подстанций на другие с целью нормализации их загрузки;
- ✓ установка трансформаторов из аморфной стали с пониженным уровнем потерь холостого хода при построении новых распределительных электрических сетей или при замене изношенных трансформаторов.

На сегодняшний день применение аморфных материалов для изготовления магнитопроводов — наиболее перспективное направление энергосбережения применительно к распределительным трансформаторам.

Практически все электромагнитные, механические и потребительские свойства аморфной стали превосходят аналогичные для традиционной анизотропной электротехнической стали [6]. Соответственно стоимость распределительных трансформаторов с магнитопроводами из аморфной стали примерно на 20-30% выше стоимости трансформаторов с традиционной электротехнической стали.

В таблице 6 приведены сравнительные данные по потерям, а на рис. 6 зависимости энергоэффективности от загрузки ($k_{загр}$) масляных и сухих трансформаторов 1000 кВА (50 Гц) фирмы Hitachi с магнитопроводами из обычной трансформаторной стали (SiT) и аморфной (АМТ). Энергоэффективность ($K_{эфф}$) трансформаторов с магнитопроводами из аморфной стали существенно выше, чем у трансформаторов традиционного исполнения в зоне малых нагрузок.

Таблица 6. Сравнительные данные по потерям

Тип трансформатора	Масляные		Сухие	
	SiT (обычная сталь)	АМТ (аморфная сталь)	SiT (обычная сталь)	АМТ (аморфная сталь)
Потери х.х. $\Delta P_{х.х.}$, Вт	1212	315	1640	460
Потери к.з. $\Delta P_{к.з.}$, Вт	10 800	10 600	7880	8970
Суммарные потери $\Delta P_{тр}$ при 100% загрузке, Вт	12012	10 945	9520	9430
Суммарные потери $\Delta P_{тр}$ при 50% загрузке, Вт	3912	2965	3610	2702
Суммарные потери $\Delta P_{тр}$ при 30% загрузке, Вт	2184	1269	2349,2	1267,3

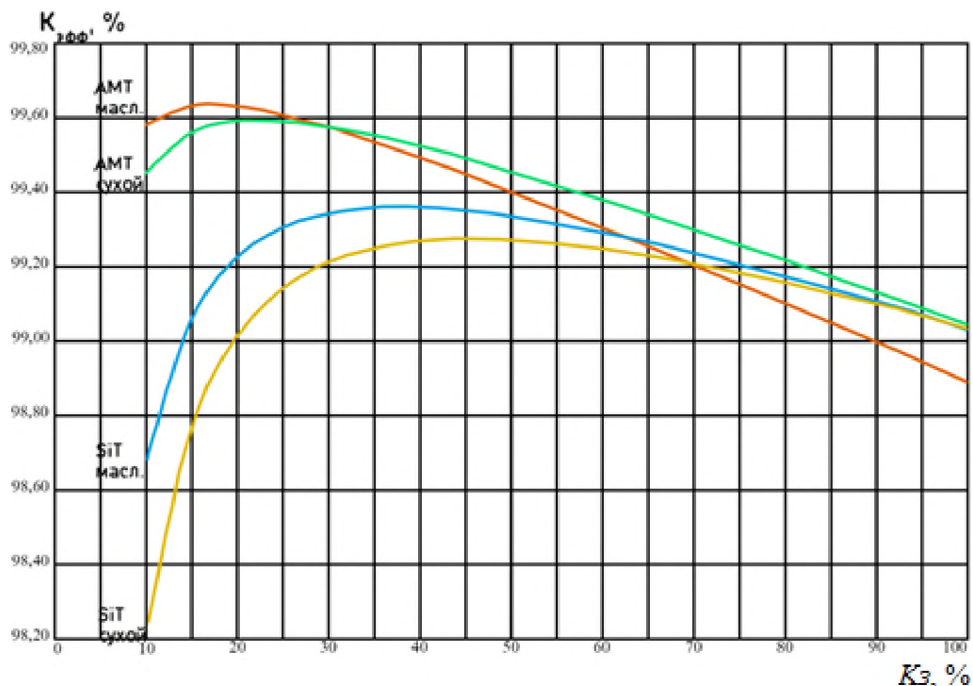


Рис. 6 Зависимости энергоэффективности от нагрузки для масляных и сухих трансформаторов 1000 кВА (50 Гц) фирмы Hitachi с магнитопроводами из обычной трансформаторной (SiT) и аморфной (АМТ) стали

Таким образом, при большей на 20–30% стоимости трансформаторы с АМТ обеспечивают существенное снижение потерь холостого хода.

Оценим эффективность дополнительных капиталовложений в трансформаторы из аморфной стали. Стоимость потерь электроэнергии учитывая тарифы на бытовых и не бытовых потребителей примем равной 2,16 сома за кВт*ч [9]. Стоимость трансформаторов на российском рынке переводилась в национальную валюту.

Стоимость потерь электроэнергии за год в традиционных трансформаторах и трансформаторах из аморфной стали в зависимости от коэффициента загрузки приведена в табл. 7.

Для трансформаторов из обычной электростали ТМ 1000/10 при коэффициенте загрузки 0.5 (табл. 8) стоимость годовых потерь составляет 73 794,24 СОМ при розничной цене трансформатора — 390750 СОМ, т.е. стоимость годовых потерь составляет 18% от цены трансформатора и превзойдет ее менее чем за 6,6 года эксплуатации. За 30 лет стоимость потерь превосходит данную цену трансформатора в 6 раз. Разница стоимости годовых потерь трансформаторов ТМ 1000/10 и ТМГАМ 1000/10 составляет 17691 СОМ, если умножим эту разность на 30 лет то получим 530750 СОМ. Т.е используя трансформаторов из аморфной стали можем сэкономит столько денег.

Таблица 7.

тип трансформатора	$K_{загр}$	стоимость трансформатора, сом	стоимость годовых потерь, сом	стоимость потерь за срок службы 30 лет, сом	сумма стоимости трансформатора и стоимости потерь за срок службы, сом
ТМ 1000/10	0,5	390750	73 794,24	2213827,2	2 604 577
ТМГАМ 1000/10	0,5	420460	56 102,54	1683076,32	2 103 536
ТМ 1000/10	0,3	390750	41 097,72	1232931,45	1 623 681
ТМГАМ 1000/10	0,3	420460	24 011,51	720345,312	1 140 805

Простой срок окупаемости трансформаторов из аморфной стали по отношению к традиционным трансформаторам составит:

$$- \text{при коэффициенте загрузке } 0,5: T_{ок} = \frac{420460 - 390750}{73794,24 - 56102,54} = 1,6 \text{ лет}$$

$$- \text{при коэффициенте загрузке } 0,3: T_{ок} = \frac{420460 - 390750}{41097,72 - 24011,51} = 1,7 \text{ лет.}$$

За нормативный срок службы трансформаторов 30 лет экономический эффект от использования трансформаторов из аморфной стали составит (табл. 7):

$$- \text{при коэффициенте загрузке } 0,5: 2604577 - 2103536 = 501041 \text{ сом};$$

$$- \text{при коэффициенте загрузке } 0,3: 1623681 - 1140805 = 482876 \text{ сом.}$$

Выводы:

Исходя из результатов экономических расчетов можно сделать вывод о том, что применение трансформаторов из аморфной стали является экономически целесообразным вариантом для снижения потерь электроэнергии и повышения энергоэффективности электрических сетей ОАО «ОшЭлектро».

Список литературы:

1. Касымова В.М., Архангельская А.В., Куржумбаева Р.Б. Научные основы концепции государственной энергетической политики и стратегии развития топливно-энергетического комплекса Кыргызской Республики до 2030 года. - Бишкек, 2017. – 106 с.
2. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов. - М.: ЭНАС, 2009.
3. Шведов Г.В., Сипачева О.В., Савченко О.В. Потери электроэнергии при ее транспорте по электрическим сетям: расчет, анализ, нормирование и снижение: учебное пособие. – М.: Издательский дом МЭИ, 2013. – 424 с.
4. Шведов Г.В. Электроснабжение городов: электропотребление, расчетные нагрузки, распределительные сети: учебное пособие. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 268 с.
5. Журнал: ЭНЕРГЕТИКА. Амурский государственный университет. 2013. А.Е. РЫБАК, И.Н. МИХАЛЬЧЕНКО «Структурный анализ потерь электроэнергии в

Известия КГТУ им. И.Раззакова 46/2018

распределительных сетях на примере филиала ОАО «ДРСК» «Амурские Электрические сети»

6. Журнал: ЭНЕРГИЯ ЕДИНОЙ СЕТИ. Выпуск: №5 (34). В.Н. Ивакин «Нормирование энергоэффективности распределительных трансформаторов»

7. Статья: Т.П.Павленко, профессор, д.т.н. «Определение возможности применения аморфной стали в магнитных системах электрических аппаратов». http://repository.kpi.kharkov.ua/bitstream/KhPIPress/6684/1/2013_Pavlenko_Definition_of_possibility.pdf

8. Официальный сайт Распределительной электрической компании ОАО «ОшЭлектро». Источник: <http://oshelectro.kg>

9. Информационный сайт knews.kg. Статья «Стоимость электроэнергии в КР». <http://knews.kg/2018/02/02/skolko-stoit-1-kvt-ch-elektroenergii-v-kyrgyzstane-i-stranah-mira-infografika-2/>